

Begleitdokument für die Einführung einer Knappheitskomponente im Ausgleichsenergiepreis gemäß Art. 18 (6) lit. k) EB-VO

1 Einleitung

Gemäß Art. 18 (6) lit. k) der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (im Folgenden EB-VO) sind die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (nachfolgend "ÜNB") ermächtigt, Bestimmungsvorschriften für den Ausgleichsenergiepreis zu entwickeln, zu konsultieren und der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorzulegen.

In diesem Kontext haben die ÜNB die Einführung einer Knappheitskomponente (Teil der Bestimmungsvorschriften des AEP und aktuell durch Tenorziffer 2 der Festlegung BK6-12-024 vom 25.10.2012, geändert durch Tenorziffer 1 lit. a der Festlegung BK6-19-217 vom 11.12.2019 geregelt) überarbeitet und laden gemäß Art. 10 EB-VO alle Marktparteien, Verbände und weitere Organisationen ein, zu den Inhalten des Vorschlags Stellung zu nehmen. Die zur Konsultation gestellte Beschreibung der Knappheitskomponente soll, nach der entsprechenden Genehmigung der BNetzA die aktuellen Regelungen ersetzen.

Aktuelle Regelung der oben genannten Beschlüsse:

„In Viertelstunden, in denen der Saldo des deutschen Netzregelverbundes einen Wert von mehr als 80 % der kontrahierten Regelleistung in der entsprechenden Richtung ausweist, wird im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung bei Unterspeisungen ein Zuschlag und bei Überspeisungen ein Abschlag auf den regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis von 50 %, mindestens jedoch 100 €/MWh, erhoben.“

Die ÜNB haben mit Beginn des Konsultationsverfahrens die Beschreibung der Knappheitskomponente auf www.regelleistung.net veröffentlicht (Antragsdokument). Bitte beachten Sie, dass nur dieses Antragsdokument Gegenstand der Konsultation ist. Das hier vorliegende Begleitdokument sowie alle weiteren von den ÜNB diesbezüglich veröffentlichten Unterlagen dienen lediglich als Erklärungshilfe und zur Einordnung in den Gesamtkontext.

Die Beschreibung der Einführung einer Knappheitskomponente wird im Zeitraum vom 14.08.2020 bis einschließlich 25.09.2020 durch die ÜNB konsultiert. Alle Unterlagen und

Hinweise zur Konsultation finden Sie unter

<https://www.regelleistung.net/ext/static/konsultation-aep-2019>.

Für die Abgabe von Stellungnahmen bitten die ÜNB um Übermittlung der schriftlichen Stellungnahmen im PDF-Format innerhalb der Konsultationsfrist per E-Mail an aep@regelleistung.net. Die ÜNB behalten sich vor, alle eingereichten Anmerkungen zu dem Konsultationsdokument unter www.regelleistung.net zu veröffentlichen und der BNetzA zu übergeben. Sofern Ihre Stellungnahme Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse beinhaltet, senden Sie bitte zusätzlich eine an den entsprechenden Stellen geschwärzte Version.

Richten Sie eventuell anfallende Verfahrensfragen bitte ausschließlich an die folgende E-Mail-Adresse: aep@regelleistung.net

Außerdem bieten die ÜNB am 14.09.2020 ab 13 Uhr einen Konsultationsworkshop im Onlineformat an und werden die entsprechenden Einwahldaten rechtzeitig vor dem Workshop an Marktteilnehmer und Verbände versenden.

Nach Auswertung und Würdigung aller fristgerecht eingereichten Konsultationsbeiträge werden die ÜNB die weiterentwickelte Knappheitskomponente der BNetzA zur Genehmigung vorlegen.

2 Grundlegende Einordnung des AEP-Systems und des rechtlichen Rahmens

2.1 Bedeutung von Bilanzkreistreue und Rolle des AEP

Bilanzkreise sind das zentrale Instrument zur Organisation des Markt- und Netzzugangs im deutschen (und europäischen) Strommarkt und zur physischen und finanziellen Abwicklung von Stromhandelsgeschäften. Zur Einrichtung eines Bilanzkreises muss ein Bilanzkreisvertrag mit einem regelzonenverantwortlichen ÜNB abgeschlossen werden. Jede Einspeise- und Entnahmestelle muss eindeutig einem Bilanzkreis der Regelzone zugeordnet sein. Die Lieferung elektrischer Energie zwischen Bilanzkreisen erfolgt auf Basis von Fahrplänen, die bei den regelzonenverantwortlichen ÜNB anzumelden sind. Zudem muss für jeden Bilanzkreis ein Bilanzkreisverantwortlicher benannt werden, der für eine ausgeglichene Bilanz der Einspeisungen in und Entnahmen aus einem Bilanzkreis verantwortlich ist.

Sofern Bilanzkreise für ihre Ausgeglichenheit Sorge tragen, ist auch systemweit ein Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage gegeben, was eine wichtige Voraussetzung für

die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist.¹ Um den Bilanzausgleich gewährleisten zu können, müssen Bilanzkreisverantwortliche Flexibilität am Strommarkt nachfragen und über Fahrpläne in ihren Bilanzkreis transferieren, sofern sie nicht auf flexible Einspeisungen oder Entnahmen in ihren Bilanzkreisen zurückgreifen können.

Allerdings ist eine exakte Bilanzkreistreue in jedem einzelnen Bilanzkreis aufgrund der Unsicherheit von Last- und Erzeugungsprognosen in der Realität nicht erreichbar und auch durch Schwankungen von Last und Erzeugung innerhalb einer Viertelstunde können Abweichungen zwischen Stromeinspeisung und -entnahme entstehen.

Um physisch dennoch einen jederzeitigen Ausgleich zwischen Stromeinspeisung und -entnahme sicherzustellen, erbringen die ÜNB die Systemdienstleistung der Leistungs-Frequenzregelung, die dafür u. a. Regelleistung in den Qualitäten Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung vorhalten und bei Bedarf als Regelenergie einsetzen. Da die Regelleistungsvorhaltung kostenintensiv und nur in begrenztem Umfang möglich ist, ist die exzessive Inanspruchnahme von Regelenergie jedoch in jedem Falle zu vermeiden. Hierfür ist insbesondere dafür Sorge zu tragen, dass möglichst keine im Verhältnis zur Einspeisung oder Entnahme besonders hohen und zwischen Bilanzkreisen stark korrelierten Bilanzkreisabweichungen auftreten.

Dies wird über die Verpflichtung zur Bilanzkreistreue (i. W. aus den gesetzlichen Vorgaben des EnWG und der StromNZV sowie aus den Vorgaben des Bilanzkreisvertrages) sichergestellt. Neben der rechtlichen Verpflichtung, die jeder Bilanzkreisverantwortliche durch den Abschluss eines Bilanzkreisvertrags mit den ÜNB übernommen hat und deren Nichterfüllung die Kündigung des Bilanzkreisvertrags zur Folge haben kann, ist insbesondere die ökonomische Incentivierung von Bilanzkreistreue entscheidend.

Diese erfolgt dadurch, dass den Bilanzkreisverantwortlichen Fehlmengen zwischen Einspeisung und Entnahme zunächst automatisch als sogenannte Ausgleichsenergie geliefert und zu einem für jedes Abrechnungsintervall berechneten, aber regelzonenweiten – bzw. in Deutschland sogar innerhalb des Netzregelverbands (NRV) hinweg identischen – Ausgleichsenergiepreis (AEP) in Rechnung gestellt werden.

Aus ökonomischer Perspektive ist die Höhe des AEP damit entscheidend für die Beanreizung der Bilanzkreisverantwortlichen zum Ausgleich ihrer Bilanzkreise und damit für die Versorgungssicherheit im gesamten Stromversorgungssystem. Auch wenn bei der genauen Berechnung der Ausgleichsenergiepreise Freiheitsgrade bestehen, lassen sich dennoch Mindestanforderungen an ein wirksames Ausgleichsenergiepreissystem ableiten.

Insbesondere sollten Bilanzkreisverantwortliche keine Profite aus systemdestabilisierendem, d. h. das Bilanzungleichgewicht innerhalb des NRV vergrößerndem Verhalten ziehen, ein

¹ Dies gilt jedenfalls im Mittel über die Bilanzierungsintervalle von jeweils 15 Minuten. Der Ausgleich von Ungleichgewichten aufgrund von Abweichungen vom 15-Minuten-Mittelwert obliegt den ÜNB.

solches Verhalten soll pönalisiert werden. Zudem darf der Bezug von Ausgleichsenergie nicht als zum regulären Strommarkt alternative Beschaffungs- oder Absatzoption verstanden werden, sondern immer nur einen Behelf zum Ausgleich von unvermeidbaren Prognosefehlern darstellen.

Die Berechnung des AEP sollte darüber hinaus robust gegenüber absoluten oder relativen Preis-Veränderungen verschiedener Einflussgrößen wie der Preise an Strom- und Regelleistungsmärkten sein.

2.2 Rechtlicher Rahmen für AEP-Bestimmung

2.2.1 EB-VO

Die Organisation des Strommarkts erfolgt innerhalb der gesamten Europäischen Union über das Bilanzkreismodell. Aufgrund der engen Verflechtung der Strommärkte untereinander beeinflusst die AEP-Berechnung in einem Mitgliedsstaat nicht nur die Akteure in diesem Staat, sondern es bestehen auch grenzüberschreitende Wechselwirkungen. Zudem wird auch das mit der Bilanzkreisabrechnung eng verknüpfte System von Regelleistungsvorhaltung und Regelleistungseinsatz zunehmend europäisch organisiert. Vor diesem Hintergrund hat die Europäische Kommission auf Basis der durch die Strombinnenmarktverordnung 714/2009/EU verliehenen Rechte im Jahr 2017 die sogenannte Guideline on Electricity Balancing (Regulation 2195/2017/EU), kurz „EB-VO“, verabschiedet. Als unmittelbar anwendbares Recht im Bereich der Europäischen Union regelt diese verschiedenen Fragen im Bereich der Regel- und Ausgleichsenergie.

Besonders relevant sind dabei Artikel 44, der allgemeine Anforderungen an die Abrechnung von Regel- und Ausgleichsenergie beschreibt, sowie Artikel 55, der Regeln und Mindestanforderungen für die Berechnung des AEP definiert.

Artikel 44 beschreibt allgemein Anforderungen an die Abrechnung nicht nur von Ausgleichs-, sondern auch von Regelleistung. Mit Blick auf die Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises sind insbesondere folgende Regelungen relevant:

- **Wirtschaftliche Signale setzen, die die Systembilanzabweichungen widerspiegeln:** Aus dieser Anforderung lässt sich ableiten, dass die jeweils vorliegende Höhe der Systembilanzabweichung innerhalb einer Regelzone oder eines Regelzonenverbands für die Höhe des AEP relevant sein sollte und dieser bei zunehmenden Systembilanzabweichungen steigen soll.
- **Echtzeitwert der Energie widerspiegeln:** Zusätzlich soll der AEP den Echtzeitwert der Energie widerspiegeln. Insbesondere bedeutet das, dass bei seiner Bildung für das jeweilige Abrechnungsintervall die kurz vor der Lieferung vorliegende Preissituation berücksichtigt werden sollte.
- **Anreize zur Aufrechterhaltung oder Wiederherstellung des Gleichgewichts:** Die EB-VO fordert weiterhin, dass die Ausgleichsenergiepreisberechnung so gestaltet sein

muss, dass sie für jeden Bilanzkreis individuell einen Anreiz setzt, diesen auszugleichen oder das Systemgleichgewicht wieder herzustellen.

- **Harmonisierung der Bilanzkreisabrechnung:** Grundsätzlich soll eine Harmonisierung der Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen erleichtert werden.
- **Vermeidung von Fehlanreizen:** Gemäß EB-VO müssen Fehlanreize für Bilanzkreisverantwortliche, Regelreserveanbieter und ÜNB vermieden werden.
- **Anreize zur Erbringung von Regelleistung:** Die Ausgleichsenergiepreise beeinflussen auch die Anreizlage für Regelleistunganbieter, Regelleistung vorzuhalten und Regelleistungabrufe zu erfüllen. Diese Anreize müssen bei der Entwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems mit bedacht werden.
- **Unterstützung des Wettbewerbs zwischen den Marktteilnehmern:** Die Ausgleichsenergiepreissystematik soll keine Wettbewerbsvorteile oder -nachteile verschaffen.
- **Finanzielle Neutralität der ÜNB:** Die ÜNB sollen kein eigenes finanzielles Interesse an der Ausgestaltung des Ausgleichsenergiepreissystems haben. Weder soll ihnen aus der Abwicklung der Leistungs-Frequenz-Regelung und der Bilanzkreisabrechnung ein finanzielles Risiko erwachsen, noch sollen Sie daraus Erträge erwirtschaften können.
- **Zusätzlicher Abwicklungsmechanismus:** Die EB-VO sieht vor, dass neben dem AEP ein zusätzlicher, vorzugsweise als Knappheitskomponente ausgestalteter Abrechnungsmechanismus mit den BKV implementiert werden kann, der insbesondere auf die Abrechnung der Beschaffungskosten für Regelleistung und sonstige Kosten der Leistungs-Frequenz-Regelung zielt.

Die Anforderungen des Artikels 55 sind wesentlich konkreter formuliert und betreffen nicht allgemeine Prinzipien, sondern die konkrete Berechnung des Ausgleichsenergiepreises. Insbesondere wird das Verhältnis zu den an Regelleistung anbietern gezahlten Regelleistungpreisen derart definiert, dass mögliche Ausgleichsenergiepreise einseitig durch den mengengewichteten Durchschnittspreis für aktivierte Regelleistung beschränkt werden. Weiterhin macht Artikel 55 Vorgaben zur Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise sofern keine Regelleistungsaktivierung erfolgt.

2.2.2 Nationale Vorschriften

Ergänzend zu den Vorschriften der EB-VO finden auf die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises auch nationale Vorschriften Anwendung. So legt § 8 Abs. 2 StromNZV fest, dass die Kosten und Erlöse für den Abruf von Sekundärregelarbeit und Minutenreservearbeit den Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der

Ausgleichsenergieabrechnung in Rechnung zu stellen sind² und dass ein einheitlicher AEP für positive und negative Bilanzkreisabweichungen gilt.

Eine weitere konkrete Anforderung zum AEP ergibt sich aus § 32 Abs. 2 der Kapazitätsreserveverordnung (KapResV). Hier wird für den Fall eines Abrufs der Kapazitätsreserve bei gleichzeitig die Vorhaltung von Sekundärregelreserve und Minutenreserve überschreitendem NRV-Saldo ein Mindestwert des Ausgleichsenergiepreises für Unterspeisungen in Höhe des zweifachen maximal zulässigen Gebotspreises im Intraday-Börsenhandel gefordert. Das technische Preislimit im Intraday-Börsenhandel beträgt aktuell 9.999 EUR/MWh. Der AEP in oben beschriebener Situation würde also mindestens bei 19.998 EUR/MWh liegen. Die Regelung der KapResV ist somit in mehrfacher Hinsicht speziell, da nicht nur ein konkreter Zahlenwert für den AEP gefordert wird, sondern für den speziellen Anwendungsfall auch von der ansonsten symmetrischen Bepreisung abgewichen wird. Auch die Anforderungen der KapResV sind als Mindestanforderung zu verstehen, die nicht verhindern, dass die allgemeinen Regeln zur Ausgleichsenergiepreisberechnung zu einem höheren (und dann wieder auf Bilanzkreisüber- und -unterspeisungen symmetrisch anwendbaren) Preis führen.

3 Schwächen des aktuellen AEP-Systems

Die AEP-Bestimmung umfasst aktuell im Wesentlichen folgende Berechnungsschritte:

- Durchschnittspreisbildung für eingesetzte Regelenergie, Imbalance Netting im IGCC und weitere Maßnahmen
- Kappung des AEP zur Vermeidung von Preisspitzen bei sehr geringen NRV-Salden (Division durch Null-Problematik)
- Börsenpreiskopplung
- Knappheitskomponente (bisher sog. 80%-Kriterium)

Die deutschen ÜNB haben im Verlauf des Jahres 2019 einen zunehmenden Trend zu Abrechnungsintervallen mit sehr hohen Salden des Netzregelverbands festgestellt und deshalb das Beratungsunternehmen Consentec mit einer Analyse der Anreizwirkungen des aktuellen Ausgleichsenergiepreises beauftragt. Dabei sollten speziell auch aktuelle und absehbare energiewirtschaftliche Entwicklungen wie die zwischenzeitliche Anwendung des Mischpreisverfahrens bei der Regelleistungsbeschaffung und die europarechtlich geforderte Einführung eines Regularbeitsmarktes berücksichtigt werden. Dabei gehen die deutschen ÜNB und Consentec davon aus, dass die während der Anwendung des Mischpreisverfahrens

² In der StromNZV sind keine Regelungen enthalten, die die Einbeziehung weiterer Komponenten in den Ausgleichsenergiepreis untersagen. Insofern sind die Regelungen als Mindestanforderung zu interpretieren und unterscheiden sich insofern nicht wirksam von den Vorgaben der EB-VO.

beobachteten Preiseffekte mit sehr niedrigen Abrufpreisen für Regelenergie nach der Einführung des Regelarbeitsmarktes aufgrund der niedrigen Zugangshürden und des zu erwartenden Wettbewerbs in diesem Segment zumindest in ähnlicher Form wieder auftreten werden.

Das Gutachten von Consentec hat verschiedene Schwächen des aktuellen AEP-Systems identifiziert, auf deren Basis das AEP-System bereits überarbeitet wurde (siehe BK6-19-217, BK6-19-552). Einige Schwächen sind aber auch heute noch existent und werden daher im Folgenden erläutert. Die Schwächen der bisherigen Börsenpreiskopplung, insbesondere der zuvor fehlende Bezug zu den Viertelstundengeschäften, wurden durch die überarbeitete und seit dem 01.07.2020 geltende Börsenpreiskopplung behoben. Gleichzeitig wurde bereits 2019 im Rahmen der Konsultation zur Börsenpreiskopplung angekündigt, dass weitere Schritte zur Eliminierung der zusätzlich identifizierten Schwachpunkte notwendig sein werden.

3.1 Asymmetrie

Ein betrachteter Effekt betrifft die Asymmetrie von Ausgleichsenergiepreisen zu den Beschaffungskonditionen in Situationen mit Über- und Unterspeisung des NRV. Die AEP werden durch die Preise abgerufener Regelenergie wesentlich beeinflusst. Empirisch zeigt sich, dass aufgrund der Preisstrukturen am Regelenergiemarkt der Anstieg bzw. Abfall der AEP mit wachsendem Absolutbetrag des NRV-Saldos in Situationen mit Unter- oder Überspeisung des NRV (und dementsprechend dominierendem Abruf von positiver oder negativer Regelenergie) stark unterschiedlich ausfällt.

Konkret ist in der Vergangenheit in Deutschland die Steigung des Ausgleichsenergiepreises bei unterspeistem NRV deutlich geringer gewesen als bei überspeistem NRV. Dies hat dazu geführt, dass eine Unterspeisung eines Bilanzkreises (mit der Folge einer Einsparung von Bezugs- oder Produktionskosten für elektrische Energie, aber gleichzeitig anfallenden Kosten für positive Ausgleichsenergie) für den Bilanzkreisverantwortlichen im langfristigen Durchschnitt günstiger war, als eine betragsmäßig gleiche Überspeisung (mit zusätzlichen Beschaffungskosten für elektrische Energie und Erlösen für negative Ausgleichsenergie). Aus Sicht eines individuellen Bilanzkreisverantwortlichen, der Last und Erzeugung unter Unsicherheiten prognostizieren muss, führt dies dazu, dass die erwartungskonforme Prognose, bei der Über- und Unterspeisungen gleichverteilt auftreten, nicht zum wirtschaftlich optimalen Ergebnis führt. Stattdessen stellt sich eine (begrenzte) Unterspeisung als optimal und ökonomisch rational dar. Eine statistische Auswertung des NRV-Saldos z. B. im Jahr 2017 zeigt, dass das Verhalten der Bilanzkreise in Summe tatsächlich eine generelle Tendenz zur Unterspeisung der deutschen Regelzonen bestand. Das Kollektiv der deutschen Bilanzkreise hat also im Schnitt positive Ausgleichsenergie bezogen und eben nicht auf einen bestmöglichen Bilanzausgleich hingearbeitet, wie eigentlich vom Bilanzkreisvertrag gefordert.

3.2 Unzureichende Knappheitskomponente

Als weitere Schwäche wurde die Knappheitskomponente identifiziert, die zum Zeitpunkt des Gutachtens für den AEP bei einer Ausnutzung der vorgehaltenen Regelleistung (Sekundärregelreserve und Minutenreserve) von mehr als 80 % einen Aufschlag von 50 %, mindestens jedoch 100 EUR/MWh vorsieht. Im Dezember 2019 wurde das 80 %-Kriterium bereits dahingehend angepasst, dass es nun den AEP beeinflusst, wenn der NRV-Saldo einen Wert von 80 % der kontrahierten Regelleistung übersteigt. Somit wird nicht länger die abgerufene Regelleistung berücksichtigt, die durch die zunehmend grenzüberschreitend optimierte Regelenergieerbringung eine eingeschränkte Aussagekraft über das Systembilanzungleichgewicht im NRV besitzt.

Es verbleibt allerdings weiterhin die Schwäche der Ausgestaltung der Anhebung bzw. Absenkung des AEP. Die Anhebung bzw. Absenkung des Ausgleichsenergiepreises um 50 % mindestens aber 100 EUR/MWh führt weiterhin zu unerwünschten Sprungeffekten, weil minimale Veränderungen des NRV-Saldos erhebliche Änderungen des Ausgleichsenergiepreises und damit der von den Bilanzkreisen zu tragenden Kosten bewirken können. Kritischer ist allerdings, dass in Situationen mit sehr niedrigen, vom Abrufvolumen wenig elastischen Regelenergiepreisen wie zwischen Oktober 2018 und Juli 2019 bzw. voraussichtlich wieder nach Einführung des Regelarbeitsmarkts die Wirkung auf einen Aufschlag von 100 EUR/MWh reduziert wird. Der Aufschlag wird damit in seiner Wirkung für die Bilanzkreisverantwortlichen berechen- und antizipierbar. Insbesondere steigt die Anreizwirkung des Ausgleichsenergiepreises aufgrund der stufenförmigen Anhebung mit weiter steigendem NRV-Saldo nicht mehr weiter an, sondern ist faktisch gekappt. Damit verliert der AEP die Fähigkeit, systemdestabilisierendes Verhalten zumindest ab einem bestimmten NRV-Saldo sicher unwirtschaftlich zu machen.

4 Leitlinien und Ausgestaltung eines überarbeiteten AEP-Systems

Vor dem Hintergrund der identifizierten Schwächen des Ausgleichsenergiepreissystems und ihrer in jüngerer Vergangenheit offenkundig gewordenen systemgefährdenden Ausnutzung durch Marktteilnehmer ist eine Überarbeitung der Ausgleichsenergiepreisberechnung unabdingbar. Daher wurde 2019 zunächst eine Überarbeitung der Börsenpreiskopplung vorgenommen und in diesem Zuge bereits die Notwendigkeit der Einführung einer Knappheitskomponente angekündigt. Die damals erarbeiteten Leitlinien für die Anpassung des AEP-Systems gelten aus Sicht der ÜNB weiterhin.

Nach der Überzeugung der ÜNB sollen auch zukünftig die Preise für Regelenergie eine zentrale Grundlage für die Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises bilden. Von der regelenergiebasierten Bepreisung soll nur dann abgewichen werden, wenn dies mit Blick auf die angestrebten Anreizwirkungen des Ausgleichsenergiepreises notwendig ist. Dabei halten

die ÜNB den AEP für den wichtigsten Mechanismus, um extreme Ausschläge des NRV-Saldos und damit Gefährdungen der Systemsicherheit zu verhindern. Die Erfahrungen der Vergangenheit haben gezeigt, dass Bilanzkreisverantwortliche auf ökonomische Anreize reagieren. Solange – wie im Zeitraum vor Oktober 2018 – die Ausgleichsenergiepreise die Bilanzkreisabweichungen innerhalb des NRV zumindest näherungsweise widerspiegelt und Anreize zu systemstabilisierendem Verhalten gesetzt haben, konnten kritische Systembilanzen nahezu vollständig vermieden werden.

Angesichts des in jüngerer Vergangenheit beobachteten und auch für die Zukunft erwarteten Preisniveaus für Regelenergie halten die ÜNB es für notwendig, die bestehenden Mechanismen der Börsenpreiskopplung (bereits erfolgt und seit Juli 2020 in Anwendung) und der Knappheitskomponente weiterzuentwickeln.

4.1 Übergeordnete Leitlinien

- **Absicherung der Anreize aus dem AEP-System zur Nutzung der Energiemärkte**
- **Symmetrische Ausgleichsenergiepreise beibehalten**
- **Kurzfristige Berechnung und Veröffentlichung**
(Im Zielmodell auf Basis kurzfristig verfügbarer, betrieblicher Werte)
- **Reduktion der Komplexität und Fehleranfälligkeit**
(Das derzeitige AEP-System weist durch die Berücksichtigung vieler Eingangsdaten eine hohe Komplexität auf. Neben den Abrechnungswerten sämtlicher SRL- und MRL-Einsätze wird der Austausch im Rahmen des internationalen Netzregelverbundes (IGCC) berücksichtigt. Hinzu kommen die weiteren (zukünftigen) Kooperationen für den gemeinsamen Abruf von SRL und MRL). Hiermit geht eine hohe Fehleranfälligkeit der AEP-Bestimmung einher.)
- **Vermeidung von Preisspitzen bei nahezu ausgeglichenem NRV-Saldo**

4.2 Modularer Aufbau

Die in ENTSO-E organisierten europäischen ÜNB haben Ende 2018 einen gemeinsamen Vorschlag zur Methodik der Harmonisierung des Imbalance Settlements innerhalb der Mitgliedsstaaten der Europäischen Union zur Konsultation gestellt (ISHM), welcher im Juli 2020 von ACER angenommen wurde und innerhalb von 18 Monaten umzusetzen ist.

Die ISHM sieht einen modularen Aufbau der Ausgleichsenergiepreisberechnung vor, an dem sich die ÜNB für die Überarbeitung der Ausgleichsenergiepreisberechnung orientieren.

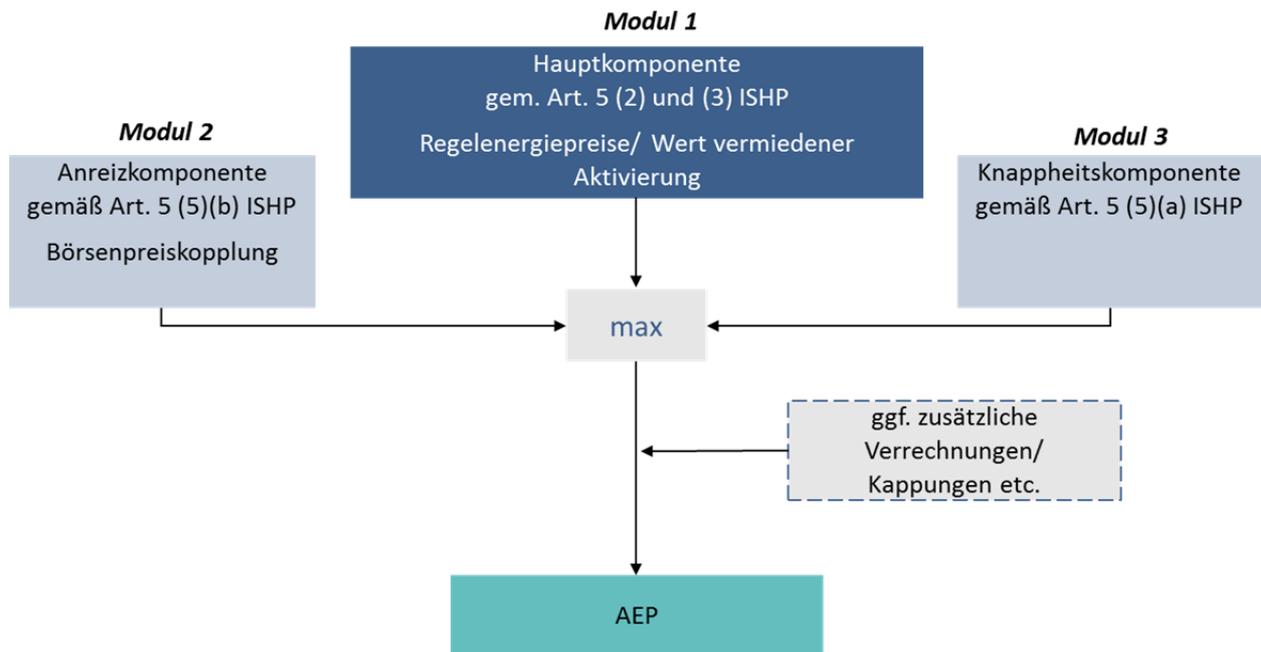


Bild 1: Modularer Aufbau der Ausgleichsenergiepreisberechnung

Die Hauptkomponente der Ausgleichsenergiepreisberechnung (Modul 1) bilden nach wie vor die am Markt gebildeten Preise für Regelenergie. Allerdings wird entsprechend den Vorgaben der EB-VO eine Umstellung von einer kostenbasierten auf eine preisbasierte Berechnung vorgenommen werden müssen – hierzu wird zeitnah eine Weiterentwicklung des Moduls 1 folgen.

Modul 1 wird flankiert von den Modulen 2 und 3 (Börsenpreiskopplung und Knappheitskomponente). Diese Elemente sind auch in der ISHM als incentivizing component und als scarcity component verankert. Diese stützen den Ausgleichsenergiepreis, wenn die Hauptkomponente keine ausreichenden Anreize liefert, Bilanzkreise durch Börsengeschäfte auszugleichen oder den NRV-Saldo zu begrenzen. Sofern der über Modul 1 berechnete AEP für diese Anreizsetzung geeignet erscheint, wird durch die Module 2 und 3 keine künstliche Modifikation des sich am Markt bildenden Preises vorgenommen.

Die Bestimmungen zur Berücksichtigung der Regelenergiekosten / -preise (Modul 1) werden im Rahmen der europäischen Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte (insbesondere Änderungen im Rahmen der Etablierung der internationalen Plattformen und der Etablierung von marginal pricing im Rahmen der RE-Abrechnung) zeitnah in einem separaten Verfahren weiterentwickelt.

Die Einführung der überarbeiteten Börsenpreiskopplung (Modul 2) hat zum 01.07.2020 stattgefunden.

Aktuell stellen die ÜNB das Modul 3 zur Konsultation. Nach Abschluss der Konsultation werden die ÜNB die eingegangenen Kommentare bewerten und ggf. im Antrag

berücksichtigen. Der überarbeitete Vorschlag wird anschließend der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorgelegt. Angestrebt wird ein Inkrafttreten der weiterentwickelten Knappheitskomponente Anfang des Jahres 2021.

4.2.1 Modul 1: Regelenenergiepreise / Wert der vermiedenen Aktivierung

Bisher werden die AEP gemäß den Anforderungen der StromNZV im ersten Schritt, d. h. vor Anwendung weiterer Anpassungsschritte, kostenbasiert als mengengewichteter Mittelwert der Preise der abgerufenen Regelenenergieprodukte bzw. weiterer für den Bilanzausgleich eingesetzter Energieeinspeisungen bzw. -entnahmen (z. B. aus Imbalance Netting im IGCC, Börsenhandel, Notreserven anderer ÜNB etc.) ermittelt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Abrufe von Regelenenergie auf Gebotspreisbasis vergütet werden und die genauen Kosten des Regelenenergieabrufs erst im Rahmen der Regelenenergieabrechnung festgestellt werden können.

Gemäß den Anforderungen der EB-VO wird die Bepreisung von Regelenenergie jedoch zukünftig auf das Einheitspreisverfahren umgestellt. Die Umstellung der Ausgleichsenergiepreisberechnung von Kosten- auf Preisbasis ist zusammen mit der Umstellung der Regelenenergieabrechnung auf das Einheitspreisverfahren vorgesehen.

Die genaue Methodik werden die deutschen ÜNB konsultieren und der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorlegen.

4.2.2 Modul 2: Börsenpreiskopplung

Bei der kürzlich erfolgten Überarbeitung der Börsenpreiskopplung wurde die Integration der ¼-Stunden-Produkte umgesetzt. Die Börsenpreiskopplung beruht auf einem repräsentativen Index, der die Handelsgeschäfte des entsprechenden Viertelstundenprodukts aller NEMOs (Nominated Electricity Market Operator), deren Handelszeitpunkt den kürzesten zeitlichen Abstand zum Beginn des Erfüllungszeitraums aufweist und deren aufsummiertes Handelsvolumen 500 MW erreicht oder überschreitet, berücksichtigt. Die Stunden-Geschäfte werden zukünftig nur bei fehlender Liquidität im Viertelstundenhandel in den Index mit aufgenommen. Auf dieser Basis wurde ein konkreter Vorschlag für die zukünftige Umsetzung der Börsenpreiskopplung erarbeitet, zur Konsultation gestellt und am 11.05.2020 durch die Bundesnetzagentur genehmigt (Verfahren BK6-19-552). Die überarbeitete Börsenpreiskopplung ist am 01.07.2020 in Kraft getreten.

Bei der Ausgestaltung der Börsenpreiskopplung haben die ÜNB bereits berücksichtigt, dass in einem weiteren Schritt auch die Knappheitskomponente überarbeitet wird. Deshalb wurde die Börsenpreiskopplung vorsichtig und unabhängig von der Höhe des NRV-Saldos parametrisiert. Nur im Zusammenspiel zwischen Börsenpreiskopplung und Knappheitskomponente können in allen Situationen hinreichend große Anreize an die Bilanzkreisverantwortlichen zur ausgeglichenen Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise gesetzt werden.

4.2.3 Modul 3: Knappheitskomponente

Parallel zur Überarbeitung der Börsenpreiskopplung haben die ÜNB, unterstützt durch Analysen von Consentec, mit Arbeiten zur Ausgestaltung der Knappheitskomponente begonnen. Die Weiterentwicklung fokussiert auf Situationen mit hohen Ungleichgewichten und stellt dann ein ausreichendes AEP-Niveau sicher. Weiterhin werden die Sprungeffekte des bisherigen 80%-Kriteriums sowie die faktische Begrenzung des Aufschlags auf 100 €/MWh adressiert. Die Notwendigkeit einer solchen Knappheitskomponente im AEP-System, die Anforderungen an eine Knappheitskomponente und die konkrete Ausgestaltung werden im nachstehenden Kapitel 5 erläutert und begründet.

5 Ausgestaltung der Knappheitskomponente

5.1 Notwendigkeit einer Knappheitskomponente

Zusätzlich zur den Modulen 1 und 2 ist eine Knappheitskomponente notwendig, die insbesondere in Situationen mit hohen Ungleichgewichten greift und ein ausreichendes AEP-Niveau sicherstellt.

In der Vergangenheit waren sehr hohe Ungleichgewichte und somit kritische Situationen der Systembilanz im NRV beobachtbar, in denen der AEP keinen ausreichenden Anreiz zum Ausgleich bzw. Vermeidung der Ungleichgewichte gesetzt hat (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Diese Anreize sollen durch die Knappheitskomponente hergestellt bzw. abgesichert werden.

	NRV-Saldo [MW]	AEP [EUR/MWh]
Höchster NRV Saldo	8.068	377
2. höchster NRV Saldo	7.712	362
3. höchster NRV Saldo	6.678	210

Tabelle 5.1: Maximal aufgetretene NRV-Salden (Anfang 2018 bis Februar 2020) und zugehörige AEP der entsprechenden Viertelstunde

Die überarbeitete Börsenpreiskopplung kann lukrative Arbitragegeschäfte zwischen Fahrplan- und Ausgleichsenergie zwar begrenzen, aber systemgefährdendes Verhalten der Marktteilnehmer nicht vollständig verhindern, da die Börsenpreiskopplung nur auf den tatsächlich gehandelten Geschäften basiert, die Opportunitätsverluste des ausbleibenden Bilanzausgleichs jedoch gerade in Kosten nicht getätigter Geschäfte bestehen. In Situationen, in denen der Markt allein keine ausreichenden Anreize setzt, ist ein Knappheitssignal

notwendig, das systemdestabilisierendes Verhalten der BKV pönalisiert und die Vermeidung eines solchen Verhaltens anreizt. Ein solches Knappheitssignal soll dazu führen, dass der AEP bei hohen NRV-Salden überproportional zunimmt und somit hohe Salden vermieden werden und der Versorgungssicherheit Rechnung getragen wird.

Die überarbeitete Börsenpreiskopplung und das zwischenzeitlich leicht angepasste 80%-Kriterium hätten die systemkritischen Ungleichgewichte der Vergangenheit nicht verhindern können. Bild 2 zeigt die Ausgleichsenergiepreise, die sich bei der aktuellen AEP-Berechnung ergeben hätten. Es ist deutlich erkennbar, dass auch nach Anpassung dieser beiden Elemente Zeitpunkte mit hohen Ungleichgewichten verbleiben, in denen vom AEP keine ausreichenden Anreize zur Vermeidung dieser kritischen Situationen ausgegangen wären.

Bei Ungleichgewichten über 3 GW zeigt der AEP in den weitüberwiegenden Fällen nicht den Anstieg, der gewünscht ist, um bei hohen Ungleichgewichten den Ausgleich stärker zu beanreizen. Auch bei Ungleichgewichten, die die vorgehaltene Regelleistung deutlich übersteigen, würden die AEP relativ berechenbar in einem Bereich bis etwa 1.000 EUR/MWh liegen. Im Fall der beiden höchsten abgebildeten Ungleichgewichte (um 8 GW), liegen die AEP über 1.000 EUR/MWh. Es handelt sich dabei jedoch um Zeitpunkte, bei denen die ÜNB durch Tägung von Intraday-Börsengeschäften zur Stützung der Systembilanz die Börsenpreise und damit auch den für die Börsenpreiskopplung relevanten ID AEP beeinflusst haben.³ Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass der AEP in Knappheitssituationen keine ausreichenden und angemessenen Anreize zur Vermeidung derartiger Situationen aussendet – die Versorgungssicherheit wird nicht eingepreist und durch die AEP nicht abgebildet.

³ Vgl. „Untersuchung von Systembilanzungleichgewichten in Deutschland im Juni 2019“ verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-information>

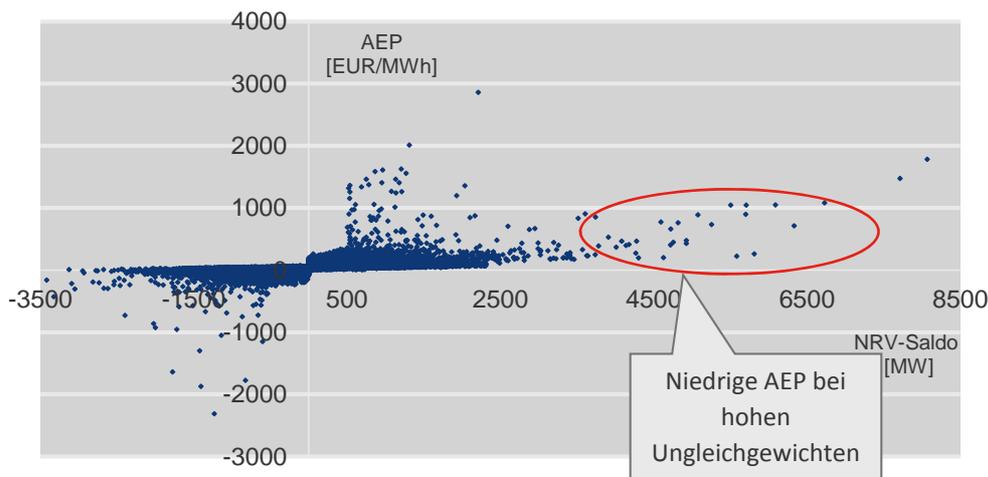


Bild 2: Ausgleichsenergiepreise (mit neuer Börsenpreiskopplung und angepasstem 80% Kriterium) in Abhängigkeit vom NRV-Saldo zwischen Januar 2018 und Februar 2020

Ohne Einführung einer zusätzlichen Knappheitskomponente, die in systemkritischen Situationen einen zusätzlichen Auf- bzw. Abschlag auf den AEP vorsieht, würden in solchen Situationen Fehlanreize im Sinne einer Nichtnutzung des Intraday-Marktes für den Ausgleich bekannter Bilanzungleichgewichte verbleiben. Marktakteure würden den Abschluss teurer Geschäfte auch bei bekannten Ungleichgewichten scheuen und gezielt Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen. Dies zeigt auch, dass die Börsenpreiskopplung allein nicht in der Lage ist, Knappheitssituationen im AEP ausreichend zu reflektieren.

Das Ziel des Knappheitselements besteht darin, systemdestabilisierendes Verhalten der BKV zu pönalisieren und dessen Vermeidung anzureizen, indem die AEP bei hohen Ungleichgewichten deutlich angehoben würden.

5.2 Eigenschaften einer Knappheitskomponente

Die konkrete Ausgestaltung der Knappheitskomponente folgt den im Folgenden aufgeführten Leitlinien:

- **Wirkung lediglich in Knappheitssituationen:** Die Knappheitskomponente soll, wie auch bisher, nur bei signifikanten Ungleichgewichten im NRV, z. B. bei Ausschöpfung von mehr als 80% der Regelleistung zur Anwendung kommen.
- **Kontinuierlicher Verlauf ohne Sprünge:** Die Knappheitskomponente soll, im Gegensatz zu der aktuellen Ausgestaltung des 80%-Kriteriums, eine kontinuierliche Erhöhung der Anreize des AEP mit steigendem NRV-Saldo sicherstellen und extreme Reaktionen/Sprungfunktionen an bestimmten Punkten vermeiden.
- **Offenes Ende:** Die Knappheitskomponente darf keinen Höchstpreis haben – jede noch höhere Auslenkung des NRV-Saldos muss auch zu einer weiteren Erhöhung des AEP führen. Damit sind in extremen Situationen auch Extrempreise möglich. Die Wirkung der Knappheitskomponente soll dabei allein durch das Zulassen derartig hoher Preise eine Anreizwirkung beim Kollektiv der BKV zur Vermeidung derartig systemgefährdender Ungleichgewichte erzeugen. Somit werden durch das Potential

des Auftretens von sehr hohen AEP systemgefährdende Ungleichgewichte und damit auch Extrempreise im AEP vermieden. Eine Begrenzung des AEP würde zu einer unerwünschten Begrenzung der Preise im Stromhandel führen, bei denen die BKV noch Handelsgeschäfte zum Ausgleich tätigen.

- **Überproportionaler Anstieg bei steigendem NRV-Saldo:** Insbesondere bei Ungleichgewichten, die eine Vollaustattung oder Überlastung der vorgehaltenen Regelleistung bedeuten würden, ist ein überproportionaler Anstieg notwendig, um eine ausreichende Anreizwirkung sicherzustellen. Dies bedeutet eine nicht-lineare Knappheitsfunktion, die bei geringen Ungleichgewichten nicht oder nur moderat wirkt und bei sehr hohen Ungleichgewichten überproportional ansteigt und somit die Rückwirkung hoher Ungleichgewichte auf die Versorgungssicherheit abbildet.
- **Knappheitskomponente gibt Mindesthöhe des AEP vor:** Die Knappheitskomponente gibt in Abhängigkeit vom Regelzonensaldo eine Mindesthöhe für den AEP vor, d.h. der AEP wird angehoben, aber nicht pauschal erhöht. Der Vorteil der Variante einer Mindesthöhe besteht darin, dass über die Definition der Funktion eine gute Steuerung des Niveaus der AEP möglich ist. Extrem niedrige AEP, wie sie im Zeitraum des MPV aufgetreten sind, können verhindert werden. Gleichzeitig wird der Einfluss des Knappheitselementes geringer, wenn der Markt von sich aus in der Lage ist, entsprechende Knappheitssignale zu senden.
- **Orientierung an historischen Anreizniveaus:** Das Anreizniveau war in der Vergangenheit vor Einführung des Mischpreisverfahrens bzw. nach dessen Abschaffung in der Lage, angemessene Anreize für die BKV zur Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise zu setzen und die Systemsicherheit zu gewährleisten. Die Wirkung der Knappheitsfunktion sollte sich daher an das Anreizniveau in diesen Zeiträumen orientieren.
- **Transparente Berechnungsmethodik:** Die Wirkung der Knappheitskomponente auf den AEP soll für die Marktteilnehmer transparent nachvollziehbar sein, die exakte Höhe des AEP soll zum Handelszeitpunkt jedoch nicht vorhersehbar sein, damit sich Marktteilnehmer nicht gegen den voraussichtlichen AEP optimieren können.
- **Weitgehende Antizipation zukünftiger Rahmenbedingungen:** Die Knappheitskomponente soll z. B. auch mit der Einführung des Regelarbeitsmarktes kompatibel sein. Das Element sollte möglichst robust gegenüber unterschiedlichen Marktsituationen sein und einen geringeren Einfluss haben, wenn die Arbeitspreise wieder ansteigen.

5.3 Ausgestaltung der Knappheitskomponente

Die ÜNB schlagen eine monotone ganzzrationale Funktion mit kontinuierlichem Verlauf und offenem Ende vor. Eine solche Funktion ist in der Lage, die oben aufgeführten Leitlinien und Eigenschaften zu erfüllen, ist vergleichsweise einfach zu parametrieren und weist einen weniger extremen Anstieg als z. B. von der Grundform ähnliche Exponentialfunktionen auf.

Der Verlauf einer solchen Funktion wird hier über die Definition von mindestens zwei Stützpunkten sowie die Festlegung des Funktionsgrades parametriert. Zusätzlich sehen die

ÜNB die Verwendung eines sogenannten Totbandes vor, das sicherstellt, dass die Funktion nur in Situationen mit Knappheit wirken soll.

5.3.1 Stützpunkte

Um den Verlauf der Funktion zu bestimmen, werden zwei Stützpunkte, jeweils bestehend aus NRV-Saldo und Mindest-AEP, definiert. Die Auswahl der Stützpunkte bestimmt dabei maßgeblich den Verlauf der Funktion.

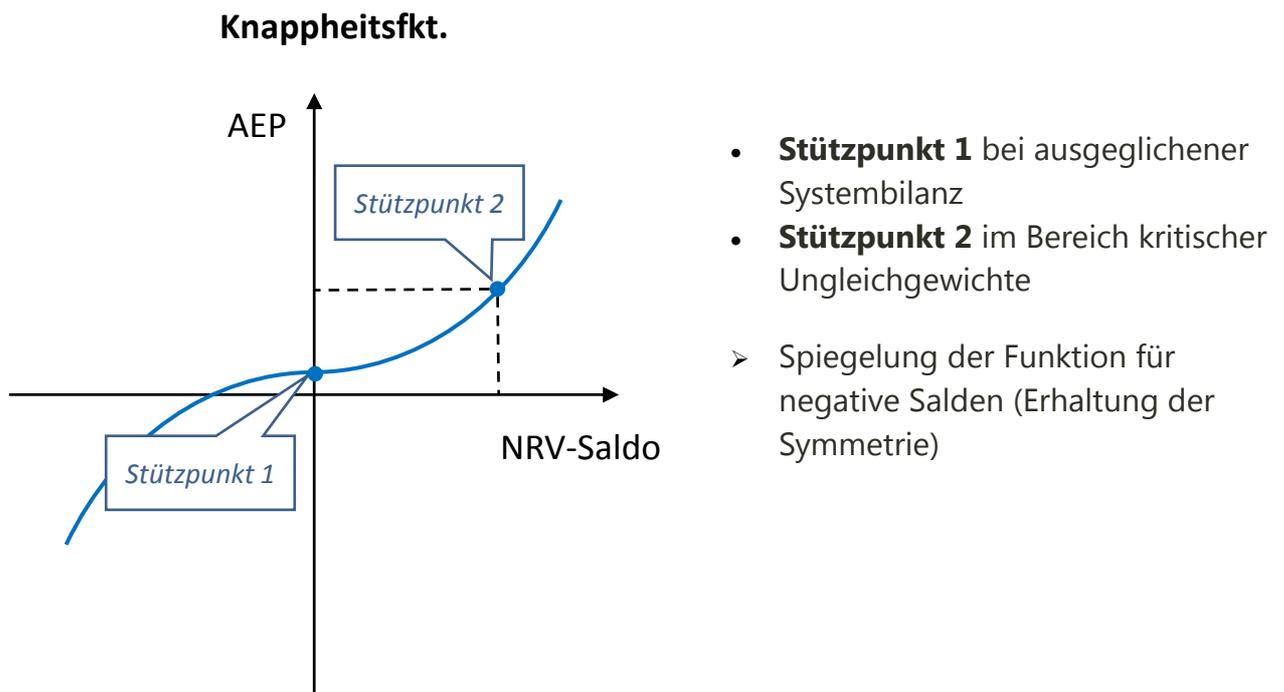


Bild 3: Parametrierung der Knappheitsfunktion anhand der Stützpunkte

Der erste Stützpunkt wird bei ausgeglichenem Regelzonensaldo und dem Börsenpreisindex ID AEP, der auch bei der Börsenpreiskopplung berücksichtigt wird, gesetzt. Dieser Stützpunkt ändert sich somit viertelstündlich in Abhängigkeit vom Börsenpreisindex.

Der zweite Stützpunkt liegt im Bereich der als systemkritisch erachteten Ungleichgewichte. Als systemkritisch wird dabei eine Situation definiert, bei der alle Reserven der ÜNB zur Aufrechterhaltung der Systembilanz ausgeschöpft sind. Hierzu zählt die Summe aller vorgehaltenen Produkte bzw. Reserven, d. h. die Summe aus vorgehaltener SRL und MRL, der Umfang der abschaltbaren Lasten sowie die Kapazitätsreserve, die sich aktuell auf rund 6.200 MW beläuft. Für dieses Ungleichgewicht ist ein entsprechender Mindest-AEP vorzugeben. Der Tatsache folgend, dass bei Einsatz der Kapazitätsreserve der AEP gem. KapResV ohnehin automatisch auf die doppelte Höhe des maximal zulässigen Preises im Intraday-Börsenhandel (gemäß § 32 (2) KapResV somit aktuell $2 \times 9.999 \text{ €/MWh}$) steigt, wird der Mindest-AEP entsprechend mit dem gemäß KapResV definierten Wert festgelegt.

Ausgehend vom Börsenpreisindex bei ausgeglichener Systembilanz nähert sich der AEP bei höheren NRV-Salden dem Wert von aktuell etwa 20.000 €/MWh systematisch an, kann diesen aber bei höheren NRV-Salden auch überschreiten. Auch der zweite Stützpunkt variiert in jeder Viertelstunde leicht in Abhängigkeit von der seit Dezember 2019 dynamisch dimensionierten vorgehaltenen Regelleistung.

Um die bereits in 3.2. diskutierte Schwäche der bestehenden Asymmetrie nicht unnötig zu begünstigen, wird die Funktion für negative NRV-Salden am 1. Stützpunkt gespiegelt.

5.3.2 Grad der Funktion

Neben den Stützpunkten muss zusätzlich ein Grad der Funktion festgelegt werden. Durch Festlegung des Grads der Funktion ist die Steuerung der Anreizwirkung möglich. Je niedriger der Grad der Knappheitsfunktion gewählt wird, desto höher sind die Auf- bzw. Abschläge auf den AEP bei NRV-Salden bis zum 2. Stützpunkt (Bild 4). Ein höherer Grad führt hingegen dazu, dass die Knappheitsfunktion bei vergleichsweise niedrigen NRV-Salden bis zum Erreichen des zweiten Stützpunktes flacher verläuft und somit die AEP weniger anheben bzw. absenken würde. Funktionen höherer Ordnung führen mit zunehmenden Ungleichgewichten allerdings auch zu einem deutlich steileren Anstieg der Mindest-AEP.

Der Grad der Knappheitsfunktion sollte größer als Eins sein, da ein Grad von Eins und somit ein linearer Verlauf der Funktion der Anforderung eines überproportionalen Anstiegs bei steigendem NRV-Saldo widerspricht. Ein Wert kleiner Eins würde sogar dazu führen, dass die Knappheitsfunktion bei steigenden NRV-Salden nur unterproportional ansteigt.

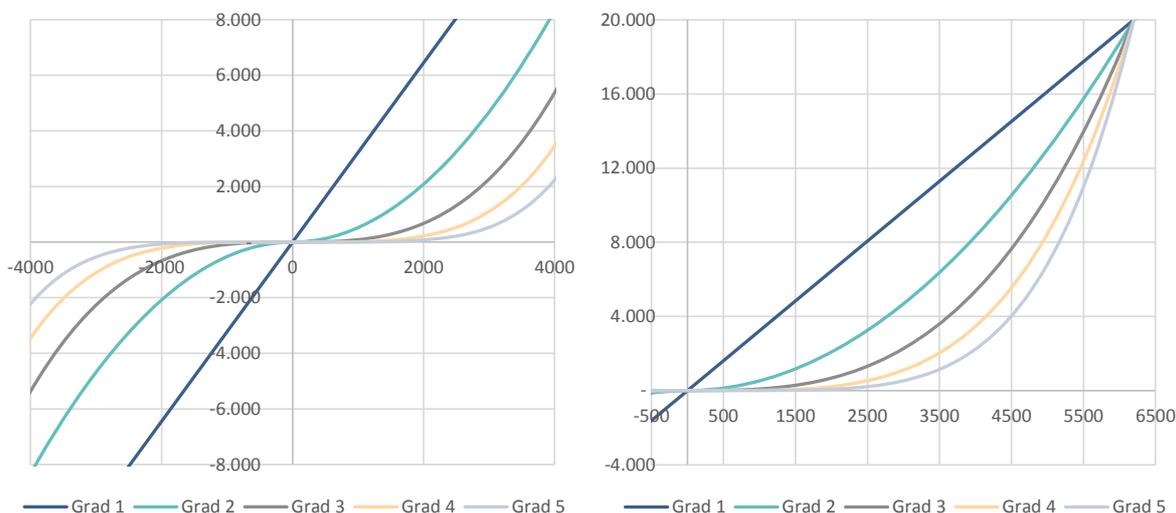


Bild 4: Beispielhafte Darstellung unterschiedlicher Knappheitsfunktionen in Hinblick auf den Grad der Funktion

5.3.3 Totband

Da die Funktion ausschließlich in systemkritischen Situationen wirken soll, wird diese um ein sogenanntes Totband ergänzt. In dem Bereich des Totbands beträgt die Steigung der Funktion 0. Der Mindest-AEP ist somit der Börsenpreisindex ID AEP und die Knappheitskomponente wirkt faktisch nicht.

Knappheitsfunktion mit Totband

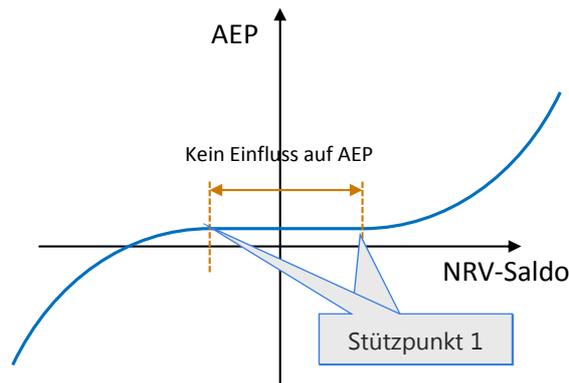


Bild 5: Wirkung des Totbandes bei der Ausgestaltung der Knappheitsfunktion

Auf die Definition der beiden Stützpunkte hat das Totband keinen Einfluss, es verschiebt den ersten Stützpunkt jedoch faktisch an seine Ränder. Mit dem Totband ist somit eine gute Steuerung der Wirkung des Knappheitselementes im Bereich betragsmäßig niedriger NRV-Salden möglich. Insbesondere kann mit dem Totband verhindert werden, dass das Knappheitselement bereits bei niedrigen und somit systemunkritischen Regelzonensalden den AEP erhöht.

Hinsichtlich der Parametrierung könnte das Totband sich beispielsweise an dem vorgehaltenen Niveau der Regelleistung orientieren. Es erscheint aber zumindest sinnvoll, wie nachfolgend dargestellt, das Totband auch in Abhängigkeit von dem Grad der Funktion vorzugeben. In den nachfolgenden Betrachtungen wird erläutert, wie die gewünschte Anreizwirkung der Knappheitskomponente durch ein Zusammenspiel von der Breite des Totbandes und dem Grad der Funktion parametrisiert und erreicht werden kann.

5.3.4 Konkrete Ausgestaltungsvarianten

Durch Kombination der zuvor beschriebenen Freiheitsgrade sind verschiedene Ausgestaltungen der Knappheitskomponente denkbar. Bei der Ausgestaltung der einzelnen Freiheitsgrade sind die Wechselwirkungen der Ausgestaltungsentscheidungen untereinander zu beachten. Ein breiteres Totband, also ein späteres Einsetzen der Knappheitskomponente erfordert z. B. einen niedrigeren Grad der Knappheitsfunktion, damit eine ausreichende Anreizwirkung bei hohen Ungleichgewichten erreicht wird. Wird das Totband schmaler gewählt und die Knappheitskomponente bereits bei mittleren Ungleichgewichten angewendet, so ist ein höherer Grad der Funktion zu wählen, um die Pönalisierung hoher

Ungleichgewichte nicht zu früh zu stark beginnen zu lassen. Dieses Zusammenspiel lässt auch erkennen, dass es nicht eine eindeutig zu bevorzugende Knappheitsfunktion gibt, sondern eine Vielzahl von Ausgestaltungen möglich ist. Unter den bestehenden Bedingungen und Annahmen des AEPs wird im Folgenden anhand verschiedener Funktionen eine Ausgestaltung der Knappheitskomponente hergeleitet.

Die nachstehenden Beispiele und Erläuterungen stellen teils auf Situationen mit Unterdeckungen im NRV ab, gelten allerdings für Situationen mit Überdeckungen im NRV entsprechend.

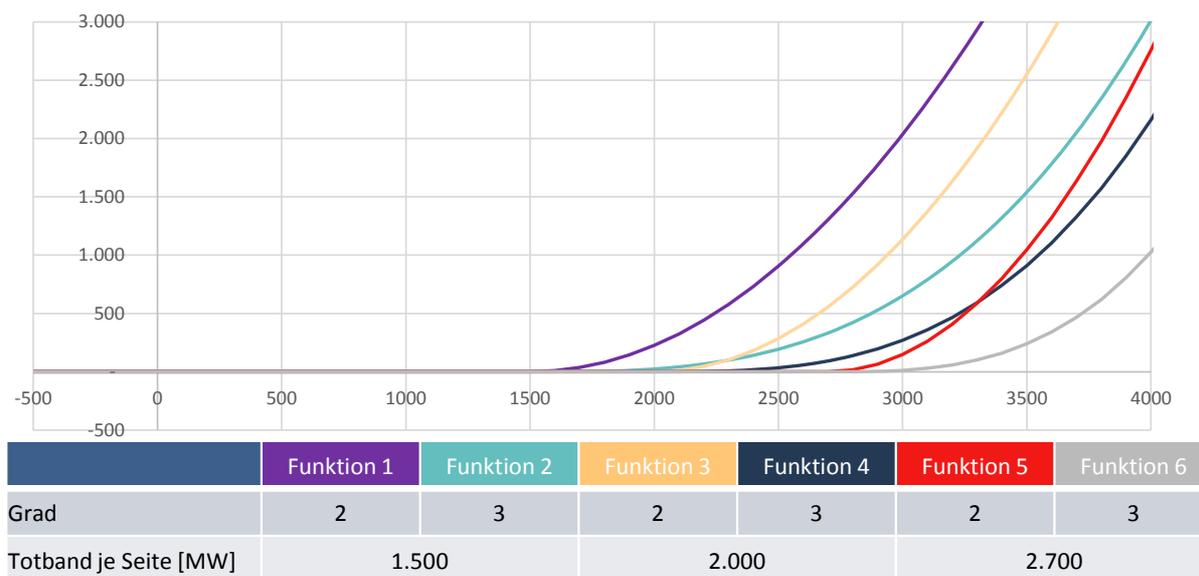


Bild 6: Gegenüberstellung unterschiedlicher Ausgestaltungsvarianten der Knappheitsfunktion

In Bild 6 sind unterschiedliche Kombinationen aus Totband und Grad der Funktion dargestellt. Dem Ansatz des 80 %-Kriteriums folgend, wurde das Totband der Funktionen 5 und 6 so gewählt, dass die Knappheitskomponente einsetzt, wenn die Höhe des NRV-Saldos 80% der kontrahierten Regelleistung erreicht. Damit läge das Totband aktuell bei etwa 2.700 MW, entsprechend 80 % der kontrahierten positiven Regelleistung (SRL und MRL). Die Funktionen 3 und 4 weisen ein Totband in Höhe von 2.000 MW auf – dies entspricht etwa der kontrahierten positiven SRL. Des Weiteren wird anhand der Funktionen 1 und 2 dargestellt, welche Wirkungen sich bei einem vergleichsweise schmalen Totband von 1.500 MW ergeben.

Der bei Vorgabe des Totbands verbleibende Freiheitsgrad des Grades der Funktion sollte im Zusammenhang mit dem Totband betrachtet werden. Ein Totband von 2.700 MW (~80% der kontrahierten positiven Regelleistung) erfordert ein schnelleres Ansteigen der Funktion (siehe Funktion 5), damit, sobald der NRV-Saldo dieses relativ große Totband übersteigt, eine deutliche Anreizwirkung zum Systemausgleich erzielt wird. Bei einem Totband in Höhe von 2.000 MW (entspricht ~60 % der kontrahierten positiven Regelleistung) ist ein langsames

Ansteigen der Funktion (siehe Funktion 4) sachgerechter, um bei mittleren NRV-Salden keine zu starke Pönalisierung herbeizuführen.

Bewertung der einzelnen Funktionen und Parameter:

- Das Totband der Funktionen 1 und 2 erscheint mit 1.500 MW strukturell zu niedrig, da sich das Wirken der Knappheitskomponente auf Situationen mit Knappheit im System beschränkt sein soll.
- Die Funktionen 1 bis 3 entfalten schon bei geringen bis mittleren Ungleichgewichten, die noch im Bereich der kontrahierten Regelleistung liegen, eine deutliche Wirkung und beeinflussen den AEP daher bereits in vergleichsweise normalen Situationen und damit „zu früh“.
- Funktion 6 hingegen verläuft - insbesondere vor dem Hintergrund des Totbands von 2.700 MW - zu flach und entfaltet auch bei Ungleichgewichten in Größenordnung der vorgehaltenen Regelleistung eine zu geringe Wirkung.

Eine sachgerechte Parametrierung liegt aus Sicht der ÜNB daher bei Funktionen mit einem Verlauf ähnlich den hier gezeigten Funktionen 4 und 5 vor. Diese werden nachfolgend näher analysiert.

Eine Wirkung dieser Funktionen auf den AEP bei in der Vergangenheit aufgetreten Ungleichgewichten im Zeitraum Anfang 2018 bis Februar 2020 (ausgenommen Zeitraum des MPV) hätte sich nur in einzelnen Viertelstunden ergeben. Insbesondere hätten die Knappheitsfunktionen während Abrechnungsintervallen mit einem NRV-Saldo größer 3.000 MW bzw. kleiner -3.000 MW zu einer (betragsmäßigen) Anhebung des AEP geführt. Dieser Zusammenhang wird mit der nachstehenden Grafik verdeutlicht, aus der zusammenfassend hervorgeht, dass die beiden Funktionen nur sehr selten und vor allem im Rahmen der o.g. NRV-Salden zu einer Beeinflussung des AEP geführt hätten. Beide Funktionen sind in der Lage durch die entsprechende Anhebung des AEP die Vermeidung von hohen Ungleichgewichten zu beanreizen.

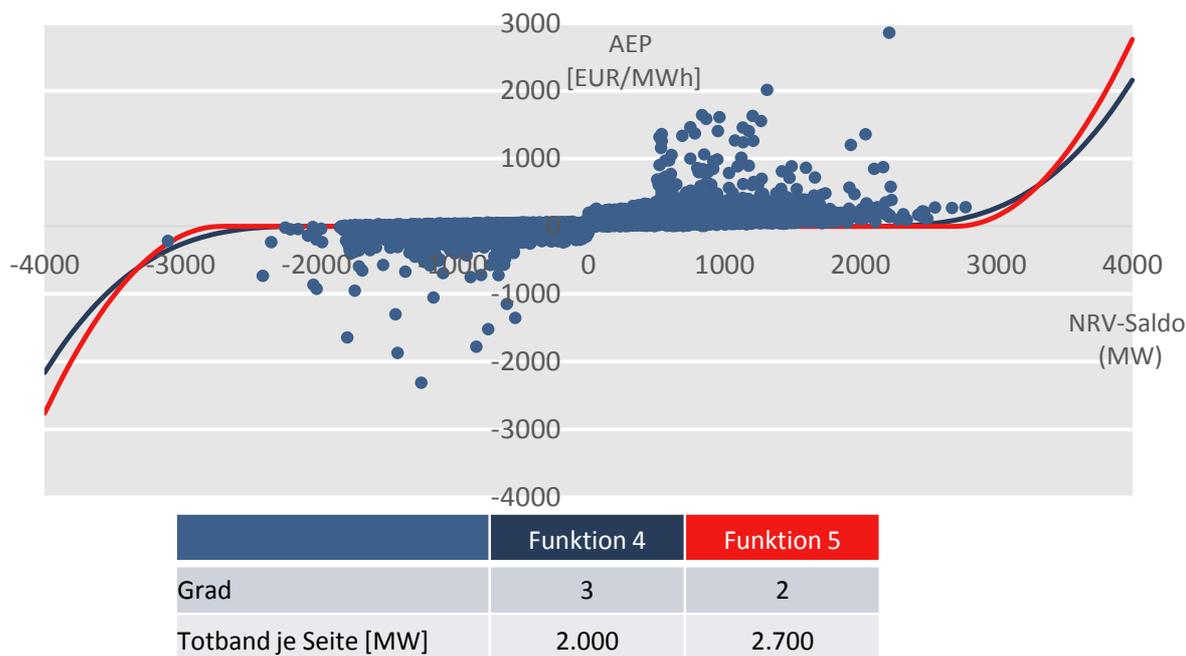


Bild 7: Wirkung der Knappheitskomponente auf historisch aufgetretene Ungleichgewichte (außerhalb des MPV), wobei die historischen AEP um die mittlerweile angepasste Börsenpreiskopplung und das 80%-Kriterium korrigiert wurden

Funktion 4⁴ mit einem Totband von 2.000 MW und flacherem Anstieg (Grad 3) führt bei einem Saldo von 3.000 MW zu einer Anhebung des AEP auf circa 270 EUR/MWh und bei 3.500 MW auf über 900 EUR/MWh.

Funktion 5⁵ hat mit 2.700 MW ein breiteres Totband, steigt jedoch stärker an (Grad 2). Bei einem Ungleichgewicht von 3.000 MW wird der AEP auf etwa 150 EUR/MWh angehoben bei 3.500 MW auf über 1.000 Euro.

Auswertungen des gesamten Zeitraumes Januar 2018 bis Februar 2020 (inklusive des Zeitraums der Anwendung des MPV) zeigen, dass das heutige 80%-Kriterium in 0,27% aller Viertelstunden gegriffen hätte. Im Vergleich hierzu hätte Funktion 4 in 0,14% und die Funktion 5 in 0,09% der Viertelstunden den AEP beeinflusst. Beide Funktionen erfüllen damit die wichtige Eigenschaft, dass sie den AEP nur in systemkritischen Ausnahmesituationen beeinflussen und die Bilanzkreisverantwortlichen bei niedrigen NRV-Salden nicht unnötig zu stark belasten. In der Praxis hätten diese Funktionen, wären sie bereits angewendet worden, vermutlich sogar noch seltener gegriffen, da ein stärkerer Anreiz an die Bilanzkreisverantwortlichen bestanden hätte, hohe NRV-Salden zu vermeiden.

^{4 und 5} Zur anschaulichen Darstellung wurde der Stützpunkt 1 bei 0 MW auf 0 EUR/MWh gesetzt. In der realen Umsetzung würde der Y-Wert des Stützpunktes durch den Börsenpreisindex ID AEP bestimmt.

Die durch die BKV zu tragenden Mehrkosten aus der Knappheitskomponente (ausgewertet wurde die Höhe des Ungleichgewichts multipliziert mit dem jeweiligen AEP) sind außerhalb des MPV aufgrund der wenigen betroffenen Viertelstunden und der vergleichbaren Wirkung für die Funktionen 4 und 5 nahezu identisch zu denen des 80%-Kriteriums.

Die Festlegung auf eine der beiden Varianten, die beide grundsätzlich den gesteckten Leitlinien für die Parametrierung einer Knappheitskomponente entsprechen, hängt z. B. davon ab, ob die Knappheitskomponente bereits bei NRV-Salden im Bereich zwischen 2.000 und 2.700 MW wirken soll. Funktion 4 würde bei einem Saldo von 2.700 MW, bei dem Funktion 5 erst einsetzt, zu einer Anhebung auf etwa 90 EUR/MWh führen. Aufgrund der Analogie des Totbandes von 2700 MW der Funktion 5 zum bisherigen 80 %-Kriterium und dem daraus resultierenden Einsetzen der Knappheitsfunktion, erst nachdem 80 % der kontrahierten SRL und MRL überschritten wurden, erscheint die Funktion 5 am geeignetsten zur Bestimmung der Knappheitskomponente und wird entsprechend von den ÜNB präferiert. Im Rahmen der weiteren Ausgestaltung des zur Konsultation gestellten Vorschlages der ÜNB wurden folgende Parametrierungen vorgenommen.

Das Totband wurde, wie auch beim bisherigen 80%-Kriterium, in Abhängigkeit der kontrahierten Regelleistung parametriert. Die Knappheitskomponente soll somit wie bisher erst bei Erreichen eines NRV-Saldos von 80% der kontrahierten Regelleistung zu wirken beginnen. Das Totband ist somit richtungsscharf parametriert und stellt sicher, dass die Knappheitskomponente nur wirkt wenn in der jeweiligen Abrufrichtung eine Knappheit in Relation zu der in dieser Richtung kontrahierten Regelleistung vorliegt.

Bei der Parametrierung des zweiten Stützpunkts bei negativem NRV-Saldo wurde die Summe aus vorgehaltener negativer SRL und MRL, abschaltbaren Lasten und Kapazitätsreserve festgelegt. Die grundlegende Idee einer symmetrischen Ausgestaltung (zwischen Unter- und Überdeckungen) wird damit weiterhin weitgehend entsprochen, eine nahezu identische Steigung zwischen dem ersten und zweiten Stützpunkt ist auf beiden Seiten gewahrt. Gleichzeitig wird berücksichtigt, dass die vorgehaltene Regelleistung in positiver und negativer Richtung unterschiedlich ist und daher Knappheit für die jeweiligen Richtungen an unterschiedlichen Punkten beginnt.

6 Rückwirkungen auf den Intraday-Markt

Bei der Ausgestaltung der Börsenpreiskopplung und einer Knappheitskomponente sind die Rückwirkungen auf den Intraday-Markt zu berücksichtigen. Die Knappheitskomponente dürfte die Zahlungsbereitschaft der BKV zum kurzfristigen Ausgleich bekannter Ungleichgewichte am Intraday-Markt erhöhen. Insbesondere in Situationen mit von den Marktteilnehmern hohen befürchteten Regelzonensalden können (konzeptgemäß) vergleichsweise hohe bzw. niedrige Börsenpreise auftreten. Auch im Hinblick auf die Refinanzierung von Flexibilitäten sind solche Preissituationen wünschenswert. Solche

Preisspitzen dürften im Grundsatz dazu führen, dass neue Akteure am Strommarkt teilnehmen werden. Somit wird beanreizt, dass die sich unter Umständen kurzfristig ergebende hohe Stromnachfrage in Knappheitssituationen auch bedient werden kann.

Das grundsätzliche Preisniveau dürfte sich hingegen nicht deutlich verschieben, da die höhere Zahlungsbereitschaft der BKV sich sowohl in einer höheren Nachfrage als auch in einem höheren Angebot niederschlägt und sich somit ausgleichen dürfte. Darüber hinaus ist eine merkliche Beeinflussung des Preisgefüges im Intraday-Markt durch die Knappheitskomponente nicht jederzeit, sondern nur in Knappheitssituationen zu erwarten.

Auch eine systematische Kapazitätszurückhaltung durch BKVs am Intraday-Markt zum Zweck diese Kapazität zur eigenen Bilanzkreissteuerung bzw. zum aktiven Mitregeln (systemstützende Bilanzkreisabweichungen) zu nutzen erscheinen unwahrscheinlich. Zwar dürfte aufgrund der höheren Anreize des AEP das aktive Mitregeln für BKV grundsätzlich attraktiver werden, es ist aber nicht zu befürchten, dass dem Intraday-Markt signifikante Kapazitäten entzogen werden, da die Durchführung von Intraday-Geschäften sichere Erlöse bedeuten und gleichzeitig die verbleibenden Ungleichgewichte in der Regelzone verringern. Während des Intradayhandels ist die genaue Höhe des Regelzonensaldos für die Marktteilnehmer zudem nur sehr eingeschränkt vorhersehbar, weshalb eine systematische Kapazitätszurückhaltung äußerst riskant wäre. Entsprechend ist zu erwarten, dass die Marktteilnehmer zwar auf die erhöhten Anreize zu systemstützendem Verhalten bei starken Ungleichgewichten im Rahmen der eigenen Bilanzkreissteuerung reagieren. Allerdings ist nicht zu erwarten, dass dies zu einem strukturellen oder signifikanten Entzug von Kapazitäten am Intradaymarkt führen wird, da die entsprechenden Intraday-Handelsgeschäfte als sichere Erlöse zu sehen sind.

Die Steigung der Knappheitsfunktion führt zudem dazu, dass bereits eine geringfügige Rückführung des Regelzonensaldos zu einer deutlichen Verringerung der AEP führt und hohe AEP somit letztlich nicht auftreten.

7 Vorschlag zum Umsetzungszeitraum

Die ÜNB planen die Einreichung der angepassten Beschreibung der Knappheitskomponente Ende 2020 zur Genehmigung durch die BNetzA. Die ÜNB streben eine möglichst zeitnahe Anwendung der angepassten Methodik an. Da die Umsetzung der Knappheitskomponente durch die ÜNB erfolgt und kein Umsetzungsaufwand bei den Marktteilnehmern entsteht, streben die ÜNB eine Implementierung innerhalb weniger Monate nach der Genehmigung des Antrags durch die BNetzA an. Somit wird eine Implementierung etwa ab Mitte 2021 angestrebt.